### References

1. Antipov M. P., Volozh Yu. A., Dmitrievskiy A. N., Kheraskova T. N., Parasyna V. S., et al. *Astrakhanskiy karbonatnyy massiv: stroenie i neftegazonosnost* [Astrakhan carbonate massif: a structure and oil-and-gas content], Moscow, Nauchnyy mir Publ., 2008. 221 p.

2. Akhiyarov A. V., Polyakov Ye. Ye. Usloviya formirovaniya Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya i perspektivy novykh otkrytiy v areale Astrakhanskogo svoda [Conditions of formation of the Astrakhan gas-condensate field and the prospect of new opening in an area of Astrakhan Anticline]. *Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g. : sbornik nauchnykh statey* [Problems of Resource Providing the Gas Regions of Russia till 2030. Proceedings], Moscow, Gazprom VNIIGAZ Publ., 2011, pp. 107–123.

3. Brodskiy A. Ya., Zakharchuk V. A., Tokman A. K. Tektono-sedimentatsionnye osobennosti produktivnogo rezervuara AGKM [Tektono-sedimentatsionnye of feature of the AGKM]. *Sbornik trudov ANIPIgaz* [Proceedings of the ANIPIgas], Astrakhan, 2004, no. 5, pp. 16–19.

4. Voronin N. I. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnost yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny [Features of a geological structure and oil-and-gas content of a southwest part of Caspian Depression], Astrakhan, AGTU Publishing House, 2004. 163 p.

5. Voronin N. I. Paleotektonicheskie kriterii prognoza i poiska zalezhey nefti i gaza (na primere Prikaspiyskoy vpadiny i prilegayushchikh rayonov Skifsko-Turanskoy platformy) Paleotectonic criteria of the forecast and search of deposits of oil and gas (on the example of Caspian Depression and adjacent regions of the Scythian and Turansky platform)], Moscow, Geoinformmark Publ., 1999. 288 p.

6. Gavrilov V. P., Golovanova S. I., Tarkhanov M. I. Sovremennaya kontseptsiya formirovaniya Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya po geologo-geokhimicheskim dannym [The modern concept of formation of the Astrakhan gas-condensate field according to geological and geochemical data]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2006, no. 6, pp. 24–28.

7. Gilberstein G. P., Kaplan S. A., et al. Zonalnost emkostnykh svoystv kollektorov Astrakhanskogo mestorozhdeniya [Zonality of capacitor properties of collectors of the Astrakhan field]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 1990, no. 7, pp. 19–24.

8. Kazaeva S. V. Tipizatsiya razrezov otlozheniy territorii yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny [Typification of cuts of deposits of the territory of a southwest part of Caspian Depression]. *Razvedka i osvoenie neftyanykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy : sbornik trudov ANIPIgaz* [Investigation and Development of Oil and Gas-Condensate Fields. Proceedings of the ANIPIgas], Astrakhan, 2003, no. 4, pp. 27–28.

9. Kalyagin S. M. Strukturno-tektonicheskie usloviya neftegazonosnosti nadsolevykh otlozheniy yugozapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny mestorozhdeniya [Structural and tectonic conditions of oil-and-gas content oversalt of deposits of a southwest part Caspian depression of the deposit], Astrakhan, 2003. 164 p.

10. Kondratev A. N., Molodykh G. N., Razmyshlyaev A. A. Osobennosti formirovaniya Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya [Features of formation of the Astrakhan gascondensate field]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 1982, no. 9, pp. 19–24.

11. OOO «Gazprom dobycha Astrakhan» prirastil zapasy gaza [Ltd. Gazprom dobycha Astrakhan I have developped stocks of Gas]. *OOO «Gazprom dobycha Astrakhan» : sayt* [Ltd. Gazprom dobycha Astrakhan : website], Astrakhan, 2014. Available at: http://astrakhandobycha.gazprom.ru/ press/news/2014/04/57/.

12. Pereslegin M. V. Paleotektonicheskiy analiz Astrakhanskogo mestorozhdeniya – kak metod vyyavleniya vysokoproduktivnykh zon [The paleotectonic analysis of the Astrakhan field – as a method of identification of highly productive zones]. *Sovremennye voprosy geologii* [Modern Questions of Geology], Moscow, Nauchnyy mir Publ., 2002, pp. 115–118.

13. Pykhalov V. V. Opredelenie novykh neftegazoperspektivnykh napravleniy na osnove geologicheskoy modeli Astrakhanskogo svoda [Definition of the new oil and gas potential directions on the basis of geological model of Astrakhan Anticline], Moscow, 2015. 398 p.

14. Serebryakov A. O., Fedorova N. F. *Geologiya Rossii* [Geology of Russia], Astrakhan, Astrakhan University Publ. House, 2010. 320 p.

## СТАТИСТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИЗМЕРЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ МЕТОДОМ РЕНТГЕНОВСКОЙ МИКРОТОМОГРАФИИ

*Кудряшова Александра Игоревна*, инженер второй категории, Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского, 199106, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, Средний пр. BO, 74, e-mail: A Kudriashova@vsegei.ru Штырляева Анастасия Андреевна, аспирант, Санкт-Петербургский горный университет, 199106, Российская Федерация, г. Санкт-Петербург, ул. 21 линия, 2, e-mail: shtirlyaeva\_aa@mail.ru

В статье предложена методика для обоснования корректного определения коэффициента пористости терригенных пород на основе результатов рентгеновской микротомографии. Важнейшим этапом интерпретации полученной 3D модели при подсчете коэффициента пористости является корректное определение граничного значения, отделяющего поровое пространство от твердого вещества породы. В результате исследования предложен количественный параметр, учитывающий особенности поглощения рентгеновского излучения и позволяющий привести погрешности измерений к минимальным значениям. Фактическим материалом для проведения калибровочных испытаний послужили стандартные образцы керна терригенных пород Сибири с известными значениями пористости, полученного калибровочного коэффициента может быть эффективным для любого набора образцов, снятых с любыми настройками, поскольку его расчет выполняется индивидуально для любой серии.

Ключевые слова: микротомография, керн, пористость, рентгеновская плотность, 3Д

# THE STATISTICAL RATIONALE OF THE MEASUREMENT OF THE SIBERIAN PLATFORM TERRIGENOUS ROCKS POROSITY USING X-RAY MICROTOMOGRAPHY

*Kudryashova Aleksandra I.*, engineer of 2<sup>nd</sup> categories, A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute, 74 Sredniy av., Saint Petersburg, 199106, Russian Federation, e-mail: A Kudriashova@vsegei.ru

*Shtirlyaeva Anastasiya A.*, post-graduate student, Saint Petersburg Mining University, 2, 21 liniya st., Saint Petersburg, 199106, Russian Federation, e-mail: shtirlyaeva\_aa@mail.ru

The paper proposes a methodology to justify the correct determination of terrigenous rocks porosity based on the results of x-ray microtomography. The most important interpretation stage of the obtained 3D model in the calculation of the coefficient of porosity is a correct definition of boundary values that separate pore space from the solid rock. In the result of study a quantitative parameter, that takes into account the peculiarities of the absorption of x-ray radiation and allows to bring errors to minimum values, is offer. The actual material for the calibration tests is the standard core samples of terrigenous rocks of Siberia with known values of porosity, obtained using standard laboratory measurements. The application of the obtained calibration factor can be effective for any set of samples taken with any settings, because it is calculated individually for any series.

Keywords: X-ray microtomography, porosity, core sample, x-ray density, 3D

Использование рентгеновской микротомографии в качестве эффективного экспресс-метода для изучения порового пространства коллекторов широко освещено многими исследователями [1–6]. Однако в большинстве источников не приведено никаких сведений, непосредственно касающихся процессов калибровки приборов и программного обеспечения для получения количественных параметров, описывающих фильтрационно-емкостные свойства пород.

Метод рентгеновской микротомографии основан на свойстве вещества поглощать рентгеновские лучи. Количество поглощаемого минералом рент-

геновского излучения является функцией от порядкового номера элементов, входящих в его состав. Созданию трехмерной визуализации объекта способствует процесс сканирования образца в рентгеновском свете. При сканировании образец поворачивается вокруг своей оси на 180° с определенным шагом. Каждый угол поворота фиксируется созданием теневой проекции образца в рентгеновском свете. Теневые проекции представляют собой графические файлы, в которых каждый пиксель содержит информацию о величине поглощения рентгеновского излучения объектом в данной точке. Данная величина выражена в градациях серого цвета (чем темнее, тем выше поглощение). Таким образом, результатом сеанса сканирования является серия теневых снимков образца в рентгеновском свете, снятых под разными углами поворота с фиксированным шагом [7, 10–15].

Обработка полученных результатов состоит в математическом преобразовании теневых вертикальных проекций в серию горизонтальных сечений объекта. Специальное программное обеспечение позволяет объединить серию горизонтальных сечений в объемную модель объекта, представляющую собой объединенный набор вокселей (под вокселем в данной работе понимается трехмерный аналог пикселя). При этом аналогично теневым проекциям и горизонтальным сечениям каждый воксель объемной модели образца отражает определенную величину поглощения излучения в данной точке, выраженную в 256 градациях серого цвета [9].

Важнейшим этапом интерпретации полученной 3D модели при подсчете коэффициента пористости является корректное определение граничного значения, отделяющего поровое пространство от твердого вещества породы. Это значение не является однозначным для всего объема образца. Поскольку мощность излучения экспоненциально убывает с увеличением толщины образца, способствуя увеличению его рентгеновской плотности в центральной части и искусственному завышению граничного значения пора/порода.

Цель данной работы – найти количественный параметр искусственного завышения рентгеновской плотности в области пустот в составе пород, образующийся вследствие уменьшения мощности рентгеновского излучения при его прохождении сквозь твердую часть образца.

Фактическим материалом для проведения калибровочных испытаний послужили стандартные образцы керна терригенных пород Сибири с известными значениями пористости, полученными при помощи стандартных лабораторных измерений.

Сканирование образцов произведено на томографе SkyScan 1173 с пространственным разрешением 17 микрон/пиксель, шаг поворота – 0,15<sup>0</sup>. При этом исследования большей части опытных образцов производились с применением свинецсодержащего стеклянного фильтра, создающего монохроматическое рентгеновское излучение [8] с ускоряющим напряжением 120 kV. Для проверки гипотез, сформулированных по результатам статистической обработки полученных данных, часть образцов исследована при использовании стандартного встроенного латунного фильтра толщиной 0,25 мм с ускоряющим напряжением 130 kV.

Реконструкция горизонтальных сечений выполнена с помощью программного обеспечения NRecon, beam hardering correction = 16 %, ring artefacts = 0.

## Geologiya, Geografiya i Globalnaya Energiya (Geology, Geography and Global Energy) 2017. No. 4 (67) Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields

Анализ завышения рентгеновской плотности в порах произведен в программе DataViewer. Было произведено измерение плотности в значениях шкалы серого в разноудаленных от центра порах (рис. 1).



Рис. 1. Возрастание рентгеновской плотности в порах с уменьшением расстояния от центра образца

На границе образца переход порода/воздух соответствует нулевому значению (рис. 2). По направлению от периферии к центру значение рентгеновской плотности внутри пор существенно возрастает (рис. 3), хотя физически это все то же пустотное пространство. Анализ средних значений шкалы серого в составе пор, показал, что они (значения) возрастают по экспоненте, отражая закон поглощения рентгеновского изучения веществом.



Рис. 2. Изменение рентгеновской плотности на границе порода/воздух

Рис. 3. Изменение рентгеновской плотности в пределах поры, расположенной в центральной части образца

Все это указывает на возникновение значительных затруднений при выставлении пороговых значений пора/порода в процессе подсчета параметров пористости. Данная проблема может быть решена двумя способами.

Первый способ подразумевает выделение в образце отдельных областей, представляющих собой кольца разного диаметра для подсчета с соответствующими пороговыми значениями для каждой из областей. Этот способ является весьма трудоемким ввиду того, что для определения размеров областей необходимо разделить образец на кластеры, что подразумевает проведение соответствующих статистических исследований. К тому же при реализации такого подхода количество измерений в образце возрастает в число раз. отвечающее количеству кластеров, что непременно скажется на увеличении времени расчетов.

Второй способ заключается в поиске соответствующей поправки, которая могла бы позволить скорректировать пороговое значение для серии измеряемых образцов, максимально приближая измеренные параметры пористости к истинным.

Анализ пороговых значений при подсчете пористости производился в программе СТАп. Программное обеспечение СТАп позволяет выставлять пороговое значение в режиме бинарных изображений, где черный цвет соответствует пустотному пространству, а белый – веществу породы. Определение порогов производится на гистограмме, отражающей процентное количество пикселей соответствующее каждому из 256 значений шкалы серого (рис. 4А). Приведенная под гистограммой таблица показывает, какой процент поглощенного изучения соответствует каждому из значений шкалы (рис. 4Б), а также весовое значение каждого из этих значений в процентах (рис. 4В).



Рис. 4. Определение пороговых значений пора/порода по шкале серого в режиме бинаризации в программе CTAn:

А – гистограмма, отражающая процентное количество пикселей, соответствующее каждому из 256 значений шкалы серого; Б – столбец, в котором показано, какой процент поглощенного изучения соответствует каждому из значений шкалы; В столбец, в котором показано весовое значение каждого из этих значений в процентах;  $\Gamma$  – процентная доля пикселей с нулевыми значениями  $T_{0}$ 

При анализе образцов с известной пористостью был произведен подбор значений шкалы серого, соответствующих пороговым значениям для истинной пористости каждого из образцов.

Среднее значение пористости в измеряемых образцах составило 14,3 % при минимальном значении 9,5 % и максимальном значении 18,2 %. Среднее значение граничного показателя шкалы серого, отвечающее истинной замеренной пористости, соответствует 48, изменяясь от 45 до 60 со стандартным 67

### Geologiya, Geografiya i Globalnaya Energiya (Geology, Geography and Global Energy) 2017. No. 4 (67) Coology, Prograting and Exploration of Oil and Cap Fields

Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields

отклонением 4,4. Это говорит о том, что, несмотря на строгое соблюдение идентичных условий сканирования и реконструкции серии образцов одинаковых литологических типов с близкими параметрами фильтрационноемкостных свойств, значение рентгеновской плотности, пересчитанное на 256 градаций серого цвета, не может являться основанием для выставления порогов бинаризации.

Для выявления калибровочного коэффициента изучены графики распределения количества процентной доли вокселей с определенным количеством поглощенного рентгеновского излучения (рис. 5). Данные графики в точности соответствуют гистограммам, отражающим процентное количество пикселей, соответствующее каждому из 256 значений шкалы серого (рис. 4А), пересчитанным на количество поглощенного рентгеновского излучения в процентах.



Рис. 5. График распределения количества процентной доли вокселей с определенным количеством поглощенного рентгеновского излучения

При изучении графиков анализировалось положение точки, соответствующей истинному замеренному значению пористости (Р на рис. 5).

Анализ гистограмм ясно показал, что на величину порогового значения, соответствующего истинной пористости по шкале серого по большей части влияет суммарная рентгеновская плотность образца, поскольку именно она определяет положение гистограммы на оси Х. Распределение значений рентгеновской плотности в образцах, снятых с использованием стеклянного фильтра близко к нормальному. При этом для чистых кварцевых песчаников диапазон количества поглощенного излучения лежит в пределах от 2 до 40% (рис. 6), а для плотных ожелезненных песчаников с очевидно более высокой рентгеновской плотностью – от 8 до 69 % (рис. 7).



Рис. 6. Гистограмма распределения рентгеновской плотности в кварцевом песчанике



Рис. 7. Гистограмма распределения рентгеновской плотности в ожелезненном песчанике

С учетом этого фактора для выявления поправочного коэффициента использовались только независимые от значений оси X параметры:

1 Мода (mode) – величина и процентная доля наиболее часто встречающихся значений поглощения рентгеновского излучения.

2 Процентная доля порогового значения величины поглощения рентгеновского излучения, соответствующего истинной пористости ( $d_0$ ) и степень ее отклонения значения моды  $d_{mode} = mode - d_0$ .

3 Накопленная сумма значений в промежутке между параметром P и модой (M) – sumd\_mode.

Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields

4 Размах значений по оси X между минимальным и максимальным значением – d.

С использованием этих параметров был рассчитан ряд коэффициентов, определяющих положение искомой точки Р:

1. Отклонения порогового значения от моды к накопленной сумме значений: в промежутке между параметром Р и модой (M) – d<sub>mode</sub>/ sumd<sub>mode</sub>.

2. Отношение накопленной суммы к размаху- sumd<sub>mode</sub>/ d.

3. Отношение отклонения порогового значения от моды к моде –  $d_{mode}\!/mode.$ 

Для каждого из коэффициентов были рассчитаны параметры стандартного отклонения и коэффициента вариации. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

В соответствии с полученными данными наиболее приемлемым калибровочным коэффициентом можно считать отношение отклонения порогового значения от моды к моде –  $d_{mode}$ /mode. Поскольку он обладает наименьшим стандартным отклонением и коэффициентом вариации и наиболее точно характеризует положение искомой точки Р на гистограмме. Таким образом, можно предположить, что для данной серии образцов пороговое значение, отвечающее истинной пористости, соответствует значению, на 33 % отклоняющемуся от моды влево (среднее значение по  $d_{mode}$ /mode).

Для проверки данной гипотезы аналогичным образом были проанализированы результаты замеров с использованием латунного фильтра. Поскольку латунный фильтр не способствует образованию монохроматического излучения, гистограммы распределение величин поглощения излучения не отвечает нормальному (рис. 8).



Рис. 8. Гистограмма распределения величин поглощения рентгеновского излучения при использовании латунного фильтра

Результаты расчетов приведены в таблице 2.

por	Mo duno sumd Dm de deY mode de/sumda.	node d	sundmode/d	
17.5 19.45	3.24 1.04 31.11 0.035	Ŧ	1,32	0.321
16.1 17.37	3.37 1.21 34.91 0.035	9	1.20	0.159
15,4 19,14	3.53 1.15 30,65 0,038	38	1.25	0.326
15,6 18,8	3,44 1,14 29,68 0,038	2	1.32	155.0
18,2 21,02	3.53 1 31.53 0.03.	22	1.23	0.283
16.8 19.76	3.39 1.04 29.71 0.035	41	1.35	0,307
17 19,67	3.61 1.12 31.73 0.035	\$	1.25	012.0
9.5 13.1	2.07 0.76 46.97 0.01a	61	1.30	195-0
12 17.37	3.86 1.3 37.51 0.035	22	1.60	0.337
16,6 19,64	3.62 1.12 31.8 0.035	37	1.17	605"0
16.8 18.56	3,67 1,23 37,7 0,035	Ŧ	1.09	0,335
13,7 15,81	3.21 1.05 31.74 0.035	22	1.20	0.327
16.4 19.11	AU 1.09 36,61 0.03b	40	1.10	0.519
2,4 2,06			0,31	0.022
16 18.37	0.43 0.13 4.83 0.00	6.2		0,126
0.2 0.11	0,43 0,13 4,83 0,006 3,38 1,10 34 0,07	41	1,22	0,068

Таблица 1

71

Duo de/mod	0.354	0.274	0,306	0.280	0.256	0,287	0,342	0,045	0,304	0.147
umdm ode d	0.641	0.411	606,0	0,355	0,245	0,269	0,452	0,136	0,382	0,356
đ	31	36	9	8	0 4	39	77	н	4	0.3
Dmo de'sumdmo de	0,038	0.025	0,022	0.026	610'0	0,017	0,036	0,005	0,026	0,306
sumdim	20,12	14,67	15,68	13,35	11.92	15.92	14,15	2,6	15,1	0.17
dmodeY	0,76	0.37	0,34	0.35	0,23	0.27	15'0	66641'0	67101/0	0,4452
mode	36'1	1.35	11.1	1.25	60	0.94	1,49	0,37	1,29	0,29
total. %	50,28	63.72	56.3	62,65	63,36	53,32	61.2	5,420	58,71	0,092
por	10.7	13.9	12.7	12.3	12.3	12.8	12,7	1	11	0.1
X-ray, %	18,4	8/11	21.6	12.9	15.3	23.5	6	5,32	16,1	0.13
.ind	41	2	32	33	39	09	ต	13.6	Ŧ	0,33
Samp la	439	1	451	462	£L+	476	585	CTANJO TKJ	среди	Kaap

Geologiya, Geografiya i Globalnaya Energiya (Geology, Geography and Global Energy) 2017. No. 4 (67) Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields

Таблица 2

Полученные данные подтверждают теории об эффективности использования отношения dmode/mode как калибровочного коэффициента. Более того, при изменении условий измерения и использовании другого набора образцов среднее значение изменилось в незначительной степени (0,3).

Для проверки полученных результатов целесообразно провести исследования для решения обратной задачи – определению пористости с использованием анализа гистограмм распределения величины рентгеновской плотности в образце и коэффициента dmode/mode.

#### Список литературы

1. Еременко Н. М. Применение методов рентгеновской микротомографии для определения пористости в керне скважин / Н. М. Еременко, Ю. А. Муравьева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/ rub/2/35\_2012.pdf, свободный. – Заглавие с экрана. – Яз. рус.

2. Жуковская Е. А. Использование рентгеновской томографии при исследовании терригенных и карбонатных коллекторов / Е. А. Жуковская, Ю. М. Лопушняк // Геология и геофизика. – 2008. – № 1. – С. 24–31.

3. Журавлев А. В. Возможности использования вычислительной микротомографии в микропалеонтологических и литологических исследованиях / А. В. Журавлев, Я. А. Вевель // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/21\_2012.pdf, свободный. – Заглавие с экрана. – Яз. рус.

4. Костин Д. К. Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна с помощью рентгеновского компьютерного томографа / Д. К. Костин, Е. Г. Кузнецов, А. П. Вилесов // Научно-технический вестник ОАО «НК "Роснефть"». – 2014. – № 3. – С. 18–22.

5. Петрофизические методы исследования кернового материала : учебное пособие : в 2 кн. / М. К. Иванов, Ю. К. Бурлин, Г. А. Калмыков, Е. Е. Карнюшина, Н. И. Коробова. – Москва : Московский университет, 2008. – С. 91–97.

6. Савицкий Я. В. Современные возможности метода рентгеновской томографии при исследовании керна нефтяных и газовых месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 28–37.

7. Хозяинов М. С. Вычислительная микротомография – новая информационная технология неразрушающего исследования внутренней микроструктуры образцов геологических пород / М. С. Хозяинов, Э. И. Вайнберг // Геоинформатика. – 1992. – № 1. – С. 42–50.

8. Штырляева А. А. Увеличение разрешающей способности рентгеновской микротомографии / А. А. Штырляева, А. В. Журавлев // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2016. – № 6. – С. 24–27.

9. Штырляева А. А. Перспективы и проблемы использования компьютерной микротомографии для изучения образцов керна / А. А. Штырляева, А. В. Журавлев, А. И. Герасимов // Нефтегазовая геология, теория и практика – 2016. – Т. 11, № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/12/8\_2016.pdf, свободный. – Заглавие с экрана. – Яз. рус.

10. Desrues J. Advances in X-ray Tomography for Geomaterials / J. Desrues, G. Viggiani, P. Bésuelle. – Korolev : John Wiley & Sons, 2010. – P. 80–87.

11. Hounsfield G. N. Computerized transverse axia scanning (tomography). Part 1: Description o system / G. N. Hounsfield // British Journal of Radiology. –1973. – № 46. – P. 1016–1022.

12. Kenter J. A. M. Applications of computerized tomography in sedimentology / J. A. M. Kenter // Marine Geotechnology. – 1989. – Vol. 8. – P. 201–211.

13. Otani J. X-ray CT for Geomaterials: Soils, Concrete, Rocks / J. Otani, Y. Obara. - CRC Press, 2004. - P. 152-158.

14. Vinegar H. J. X-ray CT and NMR imaging of rocks / H. J. Vinegar // Journal of Petroleum Technology. – 1986. – Vol. 38. – P. 257–259.

15. Wellington S. L. X-ray computerized tomography / S. L. Wellington, H. J. Vinegar // Journal of Petroleum Technology. – 1987. – № 39. – P. 885–898.

#### References

1. Yeremenko N. M., Muraveva Yu. A. Primenenie metodov rentgenovskoy mikrotomografii dlya opredeleniya poristosti v kerne skvazhin [Application of the x-ray microtomography for porosity determination in borehole core]. *Nefegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika* [Oil and Gas Geology. Theory and Practice], 2012, vol. 7, no. 3. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/35 2012.pdf.

2. Zhukovskaya Ye. A., Lopushnyak Yu. M. Ispolzovanie rentgenovskoy tomografii pri issledovanii terrigennykh i karbonatnykh kollektorov [Using X-ray tomography in the study of clastic and carbonate reservoirs]. *Geologiya i geofizika* [Geologiya i geofizika], 2008, no. 1, pp. 24–31.

3. Zhuravlev A. V., Vevel Ya. A. Vozmozhnosti ispolzovaniya vychislitelnoy mikrotomografii v mikropaleontologicheskikh i litologicheskikh issledovaniyakh [Possibilities of use of computer microtomography

# Geologiya, Geografiya i Globalnaya Energiya (Geology, Geography and Global Energy) 2017. No. 4 (67)

## Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields

in micropaleontological and lithological studies]. *Nefegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Oil and Gas Geology. Theory and Practice], 2012, vol. 7, no. 2. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/21\_2012.pdf.

4. Kostin D. K., Kuznetsov Ye. G., Vilesov A. P. Opyt OOO «TNNTs» po izucheniyu kerna s pomoshchyu rentgenovskogo kompyuternogo tomografa [Experience of Tyumen Oil Scientific Centre in core sample studies by X-ray computerized tomograph]. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO «NK "Rosneft"*» [Scientific and Technical Bulletin of OJSC «Oil Company "Rosneft"»], 2014, no. 3, pp. 18–22.

5. Ivanov M. K., Burlin Yu. K., Kalmykov G. A., Karnyushina Ye. Ye., Korobova N. I. *Petrofizicheskie metody issledovaniya kernovogo materiala* [Petrophysical research methods of core material: training manual], Moscow, Moscow University Publ. House, 2008, pp. 91–97.

6. Savitskiy Ya. V. Sovremennye vozmozhnosti metoda rentgenovskoy tomografii pri issledovanii kerna neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Current features of x-ray tomography in examination of core samples from oil and gas deposits]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatelskogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo* [Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining], 2015, no. 15, pp. 28–37.

7. Khozyainov M. S., Vainberg E. I. Vychislitelnaya mikrotomografiya – novaya informatsionnaya tekhnologiya nerazrushayushchego issledovaniya vnutrenney mikrostruktury obraztsov geologicheskikh porod [Computerized microtomography as a novel information technology of non-destructive inspection of rock sample's internal microstructure]. *Geoinformatika* [Geoinformatics], 1992, no. 1, pp. 42–50.

8. Shtyrlyaeva A. A., Zhuravlev A. V. Uvelichenie razreshayushchey sposobnosti rentgenovskoy mikrotomografii [Improving x-ray microtomography resolution]. *Vestnik IG Komi NTs UrO RAN* [Bulletin of the IG Komi SC UB RAS], 2016, no. 6, p. 24–27.

9. Shtyrlyaeva A. A., Zhuravlev A. V., Gerasimova A. I. Perspektivy i problemy ispolzovaniya kompyuternoy mikrotomografii dlya izucheniya obraztsov kerna [Prospects and problems of computer microtomography using for core samples studies]. *Nefegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Oil and Gas Geology. Theory and Practice], 2016, vol. 11, no. 1. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/8\_2016.pdf.

10. Desrues J., Viggiani G., Bésuelle P. Advances in X-ray Tomography for Geomaterials, Korolev, John Wiley & Sons Publ., 2010, pp. 80–87.

11. Hounsfield G. N. Computerized transverse axia scanning (tomography). Part 1: Description o system. *British Journal of Radiology*, 1973, no. 46, pp. 1016–1022.

12. Kenter J. A. M. Applications of computerized tomography in sedimentology. *Marine Geotechnology*, 1989, vol. 8, pp. 201–211.

13. Otani J., Obara Y. X-ray CT for Geomaterials: Soils, Concrete, Rocks, CRC Press Publ., 2004, pp. 152-158.

14. Vinegar H. J. X-ray CT and NMR imaging of rocks. *Journal of Petroleum Technology*, 1986, vol. 38, pp. 257–259.

15. Wellington S. L., Vinegar H. J. X-ray computerized tomography. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, no. 39, pp. 885–898.

## НИЖНЕДЕВОНСКИЕ ВУЛКАНОКЛАСТИЧЕСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЗАПАДНО-МАГНИТОГОРСКОЙ ЗОНЫ ЮЖНОГО УРАЛА

Зайнуллин Руслан Ишмуратович, аспирант, Институт геологии Уфимского научного центра РАН, 450077, Российская Федерация, г. Уфа, ул. Карла Маркса 16/2, e-mail: zri-bgu@mail.ru

Изучено строение, минералого-петрографический и химический состав вулканокластических отложений Западно-Магнитогорской зоны Южного Урала. Они сложены преимущественно обломками вулканитов основного и среднего состава, кристаллами плагиоклаза и пироксена. Вулканокластические отложения по химическому составу являются известково-щелочными, высоконатриевыми, низкотитанистыми, умеренно- и высокоглиноземистыми. Источником вещества служила океаническая островная дуга. Основными агентами транспортировки и накопления материала, являлись обломочные и турбидные потоки разной плотности. Накопление обломочного материала происходило на склонах и подножиях вулканических центров островной дуги и на некотором удалении от них в более глубоководной части бассейна.

Ключевые слова: нижний девон, вулканокластические отложения, тефроиды, турбидиты, дебриты, островная дуга, геохимия, седиментация, Магнитогорская мегазона, Южный Урал